

NOTAS PARA UNA REGULACIÓN EFICIENTE DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA*

JUAN-PABLO MONTERO

SALVADOR VALDÉS

Pontificia Universidad Católica de Chile

Estudiamos esquemas de tarificación de la transmisión eléctrica en un contexto donde los precios de la electricidad son determinados en una bolsa de energía. Se pone énfasis en el impacto que significa traspasar, ya sea a través de un cargo fijo mensual o variable dependiente del consumo, directamente a los consumidores, parte de los costos de transmisión. Se encuentra que el uso de cargos variables debilita las señales de localización de generadores y consumidores y empeora los incentivos a la expansión de la transmisión sin lograr ventajas compensatorias (i.e., mayor consumo). Dependiendo de las elasticidades de las curvas de oferta y demanda, en muchos casos es óptimo no traspasar (directamente) ningún costo a los consumidores. Los resultados también se aplican al diseño de precios horarios y precios nudo fijados por regulaciones.

JEL: L51, L94

Palabras clave: Economía de la Regulación, Electricidad.

1. INTRODUCCIÓN

A diferencia de otros segmentos en la industria eléctrica, las importantes economías de escala en el segmento de la transmisión eléctrica (CNE, 2003) recomiendan que su desarrollo y operación estén normados dentro de un adecuado marco regulatorio. Una regulación eficiente de la transmisión requiere que la tarificación provea señales de precio adecuadas para que los usuarios de la transmisión (consumidores mayoristas como distribuidoras y clientes libres, y empresas generadoras) hagan un uso eficiente de la capacidad existente y tomen decisiones correctas en torno a la localización de consumos e inversiones en genera-

* Los autores agradecen a Soledad Arellano, Francisco Courbis, Alejandro Drexler, Paul Fontaine, Andrés Paris, Pablo Serra, Hugh Rudnick, José Antonio Valdés y un arbitro anónimo por comentarios y aclaraciones. Las opiniones y posibles errores son de exclusiva responsabilidad de los autores.

ción. Junto a lo anterior, se requiere que el esquema regulatorio provea los incentivos correctos para que un tercer grupo de actores, las empresas de transmisión, tome decisiones eficientes en cuanto a la expansión de la red. En la literatura más reciente también se argumenta que la red de transmisión juega un rol muy importante en el manejo de posibles problemas de poder de mercado en mercados desregulados (Borenstein *et al.*, 2000; Joskow y Tirole, 2000).

Aunque el tema de tarificación óptima de una red de transmisión existente de capacidad ya fija está resuelto en ausencia de congestión (Schweppe *et al.*, 1988), hay otros temas que siguen desafiando a los reguladores de distintas partes del mundo. Ellos son la localización de la generación y consumo mayorista, el manejo de la congestión, la expansión de la red y el control del poder de mercado en escenarios más desregulados. La dificultad de estos desafíos queda claramente reflejada al observar no sólo la variedad de prácticas regulatorias encontradas en la experiencia internacional,¹ sino también, las propuestas de reformas y constantes búsquedas de esquemas regulatorios más eficientes.²

Los reguladores en Chile no han estado ajenos a este proceso de reestructuración del sector. Recientemente, se ha discutido en el Congreso un proyecto con varias modificaciones a la ley que regula el sector eléctrico, la llamada propuesta de “ley corta”.³ Los principales puntos del proyecto apuntaron a modificaciones en la regulación de la transmisión. En general, el proyecto propuso sustituir el procedimiento anterior de tarificación y expansión de la transmisión por una regulación directa o formal. En el procedimiento anterior, el 100% del costo de la transmisión existente era pagado en forma directa por los generadores, mientras que la expansión de la transmisión era negociada entre la empresa transmisora y los generadores interesados (sujeto a un proceso arbitral en caso de que no hubiera acuerdos entre las partes).

El objetivo de este artículo es estudiar distintos esquemas de tarificación de la transmisión eléctrica con especial énfasis en el impacto sobre la decisiones de localización que significa traspasar, ya sea a través de un cargo fijo mensual o variable dependiente de la cantidad de electricidad consumida, directamente a los consumidores, parte de los costos de transmisión. Para esto desarrollamos un modelo simple de dos regiones o barras (I y E). En ambas regiones hay consumidores y productores que intercambian energía en bolsas de energía competitivas. La demanda es mayor en I y la generación es más barata en E, con lo cual se espera

¹ Por ejemplo, al revisar el tratamiento de la congestión y localización en países de América del Sur nos encontramos con que sólo Argentina considera rentas por congestión. Por otro lado, tanto en Perú como en Chile se da prioridad a las señales de localización exigiendo que la transmisión sea pagada directamente por los generadores. En Argentina y Bolivia, en cambio, parte del costo de la transmisión es pagado directamente por los consumidores (vía cargos a las compañías de distribución). También se observan importantes diferencias regulatorias entre países industrializados y entre distintas regiones de EE.UU. Para más detalles ver Rudnick y Raineri (1997), IEA (2001) y Canales (2003).

² Inglaterra es un buen ejemplo donde las reformas actuales apuntan a intensificar las señales de localización de los generadores.

³ Para más detalles ver Ley Corta (2002).

que I sea la región importadora y E sea la región exportadora de energía. Las regiones pueden ser conectadas con una línea de transmisión que presenta importantes economías de escala (i.e., costos marginales menores que costos medios).

De esta forma, el problema estudiado es si conectar o no con una línea nueva dos redes preexistentes.⁴ Buscaremos la regla de decisión que conduzca a los actores de este problema a tomar la decisión más eficiente, considerando tanto la localización, como la inversión en transmisión. La bolsa de energía respectiva logra un despacho eficiente en cada región, haciéndose cargo de las variaciones horarias y estacionales de la demanda, y de las variaciones de oferta por razones hidrológicas y de abastecimiento de otros insumos.

En el artículo se estudia la asignación de recursos (i.e., equilibrio de mercado) que resulta bajo tres esquemas de tarificación y se la compara con la asignación socialmente eficiente. Los esquemas considerados están motivados por las propuestas incluidas en la ley corta,⁵ y son: (i) tarificación a costo medio (TCM), donde el costo de la transmisión es pagado directa e íntegramente por los generadores (de la región exportadora); (ii) tarificación con cargo variable (TCV), donde una fracción del costo de la transmisión es pagada directamente por los consumidores (posiblemente de la región I) vía un cargo variable; y (iii) tarificación de dos partes (T2P), donde una fracción del costo de la transmisión es pagada directamente por los consumidores (posiblemente de la región I) vía un cargo fijo mensual.

En TCM, los exportadores (generadores localizados en E) financian directamente el total del costo de la línea de transmisión a través de un cargo variable (peaje) igual al costo medio de transmisión. En TCV, los consumidores de la región importadora financian directamente una fracción del costo de la línea a través de un cargo variable proporcional a sus consumos. El resto del financiamiento proviene de un peaje a los exportadores como en TCM. Finalmente, en T2P, los consumidores de la región importadora financian directamente una fracción del costo de la línea a través de un cargo fijo de conexión, independiente de la cantidad de electricidad consumida. Al igual que en el caso anterior, el resto del financiamiento proviene de un peaje a los exportadores como en TCM.

Desde luego, si la oferta de generación es perfectamente elástica al precio de la electricidad, la incidencia final de estos cargos será 100% sobre los consumidores, cualquiera sea el esquema de tarificación adoptado. La diferencia se manifiesta en el costo total pagado por los consumidores, que depende de la eficiencia de la localización de la generación y el consumo, y de la realización o no de la inversión en la nueva línea de transmisión. La diferencia también alcanza a la distribución de ese costo total entre los consumidores de las dos regiones consideradas.

⁴ Este problema es diferente de cómo remunerar una red troncal preexistente, usada por muchos generadores y grandes usuarios. Ese problema se presenta al interior de cada región y no será abordado aquí.

⁵ Para una discusión de otros temas relevantes contenidos en la ley ver Galetovic (2002 a y b).

Los principales resultados del artículo, para el caso en que la planificación de la línea es realizada por el Estado (un planificador social decide el tamaño y el momento de construcción/expansión de la línea), pero la decisión de construirla o no queda en manos de los agentes privados, son los siguientes. Primero, cuando la demanda es totalmente inelástica al precio (este es el supuesto usado en la determinación de los precios regulados de la electricidad en Chile), y cuando la oferta de generación es totalmente elástica al precio, el esquema óptimo de tarificación es TCM. En otras palabras, es socialmente óptimo que los productores de E paguen *directamente* la totalidad del costo de la línea.⁶ Los otros dos mecanismos de tarificación distorsionan las señales de construcción de la línea y de localización de la generación. Se encuentra que este resultado es bastante general, pues se mantiene cuando hay grandes clientes que pueden libremente decidir si ubicarse en I o E dependiendo del precio de la energía, y también cuando la inversión presenta indivisibilidades que obligan a operar con capacidad ociosa o con restricciones de capacidad.

Segundo, cuando la demanda no es totalmente inelástica al precio, y aunque la oferta de generación sea totalmente elástica al precio, la política óptima de tarificación de la transmisión debe resolver un dilema o *trade-off* entre mayor consumo y peores señales de localización. La presencia de importantes economías de escala en transmisión sugiere, en principio, que una tarificación de dos partes (T2P) sería más eficiente. Sin embargo, T2P debilita las señales para la construcción eficiente de la línea y para la correcta localización de la producción de energía. Si el efecto consumo domina al efecto localización lo óptimo es usar T2P. En caso que el efecto localización sea el que domine se debe entonces utilizar TCM, pero no es seguro si alcanzará a dominar. En ningún caso es óptimo socialmente utilizar TCV.

Tercero, cuando la oferta de generación en la región exportadora tiene elasticidad finita al precio, lo cual puede deberse a restricciones ambientales y a costos crecientes en la oferta de insumos para la generación, los resultados anteriores no cambian. En cambio, cuando es la región importadora aquella cuya oferta de generación exhibe elasticidad finita, los resultados cambian porque algunas generadoras de la región importadora no se relocalizan cuando se instala la nueva línea de transmisión. Este hecho mejora la posición de T2P frente a TCM, pero no es seguro si alcanzará a dominar. Nuevamente, nunca es óptimo socialmente usar TCV.

Finalmente, analizamos la posibilidad de descentralizar más aspectos de la planificación de la línea, permitiendo que los agentes privados decidan su capacidad. Encontramos que si los generadores usuarios de la línea y la empresa transmisora fueran autorizados a decidir en conjunto el tamaño (o el momento de construcción/expansión) de la línea, sin intervención del Estado, ningún método de tarificación aseguraría la implementación del tamaño óptimo-social de la línea. Sin embargo, TCM es el método que produce las menores distorsiones (y en algunos

⁶ Como ya se advirtió, los consumidores de I pagarán indirectamente por la transmisión vía los nuevos precios de equilibrio en el mercado de I, si la oferta de generación es totalmente elástica al precio.

casos implementa la solución socialmente óptima). En esa dirección, TCM es también superior a los otros dos esquemas de tarificación.

Aunque este último resultado sugiere que una planificación más centralizada de las decisiones de expansión de la línea (momento y tamaño) puede lograr aumentos de bienestar, no es posible asegurar aquello sin antes analizar en más detalle los problemas de asimetrías de información entre el regulador y los agentes regulados, y los incentivos del regulador para utilizar la discreción que obtendría aquí para promover objetivos diferentes de la eficiencia económica, como la reelección de las autoridades que lo designaron. Sin duda que la discusión acerca de los mecanismos para lograr una eficiente expansión del sistema requiere de mucho más atención (Joskow, 2000; Joskow y Tirole, 2003).

El resto del artículo se estructura como sigue. En la Sección 2, se presenta el modelo. En la Sección 3 se implementa el modelo para un ejemplo simple con demandas inelásticas y retornos constantes a escala en generación. En la Sección 4 se introduce un gran cliente que decide dónde instalarse según el precio de la energía. En la Sección 5 se consideran indivisibilidades en la inversión en transmisión. En la Sección 6 se consideran demandas con cierta elasticidad precio y se explica el *trade-off* entre “localización” y “consumo”. En la Sección 7 se considera el caso en que las curvas de oferta no son totalmente elásticas. En la Sección 8 se analizan los incentivos privados a la expansión (o construcción) de la línea de transmisión y se los comparan con los incentivos sociales. Los comentarios finales se encuentran en la Sección 9.

2. EL MODELO

Con el objeto de explicar los principios básicos de una tarificación eficiente de la transmisión e ilustrar los impactos de distintos tipos de tarificación, en esta sección se desarrolla un modelo simple. Consideremos dos regiones (o nodos, o redes aisladas) definidas como importadora (I) y exportadora (E), que pueden ser unidas por una línea de transmisión.⁷ En cada región hay consumo y generación. Para aislar de un primer análisis posibles problemas de poder de mercado y de regulación de precios de generación, supondremos que existe un gran número de empresas generadoras y de consumidores en ambos lugares. Suponemos también un despacho eficiente en cada región, en cuanto a las variaciones horarias y estacionales de la demanda, y de las variaciones de oferta por razones hidrológicas y de abastecimiento de otros insumos. También dejamos de lado el tema de la seguridad de la transmisión, y si hay varios nodos en cada red, suponemos que las

⁷ Suponiendo de entrada la ausencia de una línea de transmisión nos permite analizar el tema de utilización y expansión óptima en forma simultánea. El análisis es el mismo si se considera el problema de expandir o no una línea de transmisión entre los dos nodos o las dos redes preexistentes.

diferencias de precio entre esos nodos se fijan eficientemente de acuerdo a tarificación nodal o marginal local (*nodal pricing*).⁸

Un supuesto que afecta los resultados es que el precio en cada región se determina en una bolsa de energía. Esto asegura que cuando algunos generadores oferentes deban asumir gastos por concepto de transmisión, puedan elevar su precio de oferta para cubrir la totalidad de esos gastos. En cambio, en un sistema donde los precios mayoristas, sean horarios o promediados en el tiempo (como los precios de nudo), están fijados por la autoridad sobre la base del costo marginal del generador más caro, eso no será posible si la autoridad no incluye dentro del costo marginal aplicable el total de los cargos que deba pagar cada generador a los transmisores (típicamente, sumas fijas por período). Ese tipo de tarificación del precio mayorista causa dificultades para financiar cualquier infraestructura que exhiba economías de escala, si, además, es de uso común entre varios generadores. Este problema ha sido estudiado anteriormente, enfatizando el caso de un gran gasoducto entre Argentina y Chile, por Coloma y Valdés (1997). Una solución a este problema es la instalación de una bolsa de energía, pero ella ha sido criticada en el caso de sistemas eléctricos con pocos generadores independientes debido al temor de que ellos adquieran poder de mercado que les permita extraer rentas monopólicas. Otra solución es la tarificación con diferenciación horaria, propuesta en el estudio citado. Una tercera es que la ley obligue al regulador a incluir en el costo marginal de cada generador los cargos aplicados por los transmisores (peajes de transmisión).

Esta última opción nos trae de vuelta al objetivo de este trabajo: al diseñar la ley que tarifica el precio mayorista de la electricidad ¿cómo debería incluir los cargos aplicados por los transmisores? ¿Debería la ley dividirlos por alguna medida del tráfico de cada generador, y sumar el resultado al costo marginal de cada generador? ¿o debería la ley cargar el costo de transmisión a los consumidores y despachar el parque generador sobre la base de los costos marginales, excluyendo costos de transmisión? Como el objetivo de este trabajo es determinar si ese mecanismo (u otro) es socialmente eficiente, no podríamos presuponer que uno de ellos ha sido adoptado. Para separar los temas, este trabajo supone que existen bolsas de energía en cada región y que ningún generador tiene poder de mercado.

La demanda agregada en I es $D_i(p_i) = A_i p_i^{-e}$ y en E es $D_e(p_e) = A_e p_e^{-e}$, donde D es consumo en kWh, A es una constante, p es el precio de la energía en \$/kWh y $e \geq 0$ es la elasticidad que suponemos igual en ambos lugares, sólo por simplicidad.⁹ Se trata de una situación estática de largo plazo, por lo que el precio p corresponde al pago total de los consumidores, que incluye pagos por potencia, dividido por la cantidad de energía comprada. El número de consumidores en I

⁸ Recuerde que los precios nodales no sólo reflejan el costo marginal de largo plazo de la energía sino además pérdidas y congestión. A medida que corresponda, mencionaremos los efectos de tener precios regulados de la energía distintos de aquellos que prevalecerían en una bolsa de energía competitiva.

⁹ En el corto plazo la elasticidad es bastante pequeña, típicamente entre -0,1 y -0,4 (Montero y Rudnick, 2000).

es N_i y en E es N_e . Se sabe además que la demanda cae a cero cuando el precio sobrepasa \bar{p} (nivel conocido como el costo de falla). La oferta de energía en I se representa por la curva agregada de costo total $C_i(q_i)$ y en E por $C_e(q_e)$, donde q es generación en kWh. Estos son costos totales de largo plazo. Vamos a suponer además que la demanda en I es mucho mayor que en E, esto es $A_i > A_e$, y que el costo de producir en E es menor que en I, esto es $C'_i > C'_e$, donde C' es costo marginal. Bajo estos supuestos se puede esperar una exportación neta de energía desde E hacia I.

El costo de construir una línea de capacidad k y operarla a flujo $q \leq k$ es de $C(k, q) = F + v_1 k + v_2 q$, donde F es el costo fijo que captura las importantes economías de escala de este segmento de la industria eléctrica, v_1 es el costo variable de construcción (ambos hundidos una vez construida la línea) y v_2 son los costos variables de operación y mantención. Suponiendo por ahora que la capacidad de la línea puede ser ajustada a las necesidades de uso en forma exacta,¹⁰ y que los generadores no pueden coludirse para dejar una línea con capacidad ociosa eligiendo $q_e - D_e < k$, entonces el costo de la línea puede ser simplemente escrito como $C(k) = F + vk$, donde $v = v_1 + v_2$. Notemos que suponemos que los parámetros de costo F y v no cambian en el tiempo, por lo que no habrá que considerar el eventual financiamiento de *stranded costs*.¹¹

Vamos además a suponer que no hay pérdidas,¹² con lo cual siempre se debe cumplir que:

$$D_i + D_e = q_i + q_e \quad (1)$$

$$D_i - q_i = q_e - D_e = k \quad (2)$$

Estas expresiones indican que todo lo producido debe ser consumido y que hay una restricción de máxima capacidad en la línea de transmisión.

Utilizando distintas especificaciones para las preferencias y tecnologías de generación, en las próximas secciones compararemos asignaciones socialmente óptimas con equilibrios de mercado para los distintos esquemas tarifarios.

¹⁰ Más adelante discutiremos las implicancias de considerar indivisibilidades en la inversión en transmisión.

¹¹ La propuesta que hizo la Comisión Nacional de Energía de Chile en 2003 para reformar los peajes de transmisión buscaba, entre otras cosas, cobrar esos *stranded costs* a los consumidores. Según la teoría económica, es más eficiente hacerlo con tarifas de dos partes que aumentando el precio medio de la electricidad. La propuesta mencionada también buscaba cobrar a los consumidores parte de la diferencia entre el costo medio de largo plazo y el costo marginal de largo plazo.

¹² El tema de las pérdidas es un tema resuelto (ver Schweppe *et al.*, 1988). Por eso se justifica excluirlas de este análisis.

3. UN EJEMPLO SIMPLE

Comencemos con un ejemplo que, aunque simple, contiene los elementos necesarios para introducir el método de análisis. Considerando la sabiduría convencional del sector eléctrico (manifestado en regulaciones como el cálculo del precio nudo), vamos a suponer por el momento que las demandas son totalmente inelásticas al precio ($e = 0$). Por eso, la demanda en I es A_i y en E es A_e para precios menores que el costo de falla \bar{p} . Además vamos a suponer que la generación presenta retornos constantes a escala: las curvas de costo total en I y E son $C_i(q_i) = c_i q_i$ y $C_e(q_e) = c_e q_e$, respectivamente, donde $c_i > c_e$ son constantes, independientes de la cantidad demandada en cada región.¹³

En ausencia de una línea de transmisión, existirán dos mercados separados cuyos precios serán iguales a los respectivos costos marginales.¹⁴ De esta forma tendremos $p_i = c_i$ y $p_e = c_e$. Dado que $c_i > c_e$ son relevantes surgen varias preguntas: ¿Conviene, desde un punto de vista social, integrar los mercados con una línea de transmisión de costo $C(k) = F + vk$? ¿De qué capacidad debiera ser la línea? ¿Cómo debiera ser tarifada la línea de modo que el equilibrio de mercado resultante se aproxime lo más posible a la asignación óptima-social de recursos? ¿Quién debiera pagar por la línea: los consumidores en I o los productores en E, o ambos? Las respuestas a estas interrogantes no requieren de mayor manipulación algebraica en este ejemplo simple.

3.1. Localización socialmente óptima

Dado que la construcción de la línea de transmisión presenta economías de escala y la generación exhibe retornos constantes, la solución socialmente óptima se reduce a una de las siguientes dos posibilidades: (0) no construcción de la línea ($k = 0$), y (1) construcción de una línea de capacidad $k = A_i$ y abastecer todo I con energía de E. Esto último significa trasladar o relocalizar toda la generación hacia E. La localización socialmente óptima es aquella que maximiza el bienestar de la sociedad medido como la suma de excedentes de consumidores y productores.

El bienestar total bajo la posibilidad (0) es

$$W_0 = (\bar{p} - c_i)A_i + (\bar{p} - c_e)A_e \quad (3)$$

y bajo la posibilidad (1) es

$$W_1 = (\bar{p} - c_e)(A_i + A_e) - (F + vA_i) \quad (4)$$

¹³ Esta caracterización coincide con la oferta de largo plazo cuando hay libre entrada de firmas, una escala óptima de producción relativamente pequeña y todos los insumos tienen precios independientes de la demanda originada en las dos redes o nodos considerados. Más adelante levantaremos el último supuesto para considerar casos donde la oferta está limitada, por ejemplo, por restricciones ambientales y escasez de lugares con topografía e hidrología favorables a centrales de embalse.

¹⁴ Si es que no existen otras infraestructuras de uso común entre varios generadores, cuyo costo exhiba economías de escala, entonces el precio en cada bolsa de energía es el costo marginal de generar en ese nodo.

Nótese que tanto los productores como el propietario de la eventual línea de transmisión obtienen un retorno normal en sus inversiones (no hay utilidades sobrenormales para estos agentes).

La línea debiera construirse si $W_1 > W_0$, es decir si

$$(c_i - c_e)A_i > F + vA_i \quad (5)$$

La relación (5) muestra que la construcción de la línea, y la (re) localización de la generación son socialmente óptimas cuando el ahorro en costos de generación es mayor que los costos totales que significa construir la línea.

Dado que la provisión de la línea de transmisión es una actividad no competitiva operada y administrada por un único dueño, cabe preguntarse ahora acerca de la política de tarificación para esta actividad, que permita alcanzar esta solución óptima. Además de cubrir la totalidad de los costos de construcción de la línea, la política de tarificación debe definir cómo y quién paga estos costos, de forma de no distorsionar la localización ni la decisión de hacer la línea.

A continuación estudiaremos la asignación de recursos que resulta bajo los tres esquemas de tarificación presentados en la Introducción. Para cada uno de estos esquemas vamos a suponer, en esta sección y hasta la sección 7, que el regulador no sólo especifica la regla de cálculo de las tarifas sino que además especifica *ex-ante* el tamaño de la línea a construir, y que el regulador toma esta decisión en forma socialmente eficiente (no hay oportunismo del regulador). De esta forma la decisión privada en materia de transmisión se reduce a construir o no la línea.¹⁵ En este ejemplo simple, la decisión del regulador es obvia, lo cual apoya la hipótesis de que no tiene espacio para oportunismos: es socialmente óptimo que si se construye la línea, ésta sea de tamaño o capacidad A_i .

3.2. Tarificación a costo medio (TCM)

La tarificación a costo medio consiste en que el transmisor cobra directamente *todo* el costo de la transmisión (i.e., $F + vk$) a los productores de la región E que deseen exportar, distribuyendo el costo total entre ellos en proporción a sus inyecciones de energía. Como el regulador especifica $k = A_i$, estos productores deben pagar $v + F / A_i$ por cada unidad exportada. Veamos ahora si esta política tarifaria implementa la solución óptima.

Dado que en ausencia de la línea el precio en I es de c_i , los productores de E coordinarán la construcción de la línea y exportarán su energía si y solo si

$$c_e + v + \frac{F}{A_i} < c_i \quad (6)$$

En caso de hacerse la línea, es decir, de cumplirse la condición (6), los generadores en I serán totalmente desplazados y deberán relocalizarse a la región E. El nuevo

¹⁵ Más adelante se relaja este supuesto y se analiza la situación en que los privados interesados (transmisor y productores de E) deciden además el tamaño o capacidad de la línea.

precio que registrará la bolsa de energía en I será $p_i' = c_e + v + F / A_i < c_i$ (el precio en E se mantiene en $p_e = c_e$). Dado que los productores de E todavía están dispuestos a exportar a ese nuevo precio, la firma transmisora construirá la línea cubriendo todos sus costos (obtendrá un retorno normal en su inversión). En caso de que (6) no se cumpla, la línea no se construirá ya que los productores de E no tendrían incentivos a exportar: al pronosticar el precio en I “con línea”, cada uno encontrará que éste no le permite pagar todos los costos. Aunque los consumidores de I no financian *directamente* la transmisión, sí lo hacen *indirectamente* a través de los nuevos precios de equilibrio. En efecto, el nuevo precio en I será $c_e + v + F / A_i$ y no solamente c_e . En la práctica, la postura de precio que cada generador de E hará en la bolsa de energía de I es una que incorpora la prorrata del costo total del transmisor que debe cubrir, $v + F / A_i$, lo cual permite que la economía de escala en transmisión sea absorbida por el mecanismo de determinación de precios.¹⁶

Al comparar (5) y (6) se puede verificar que estas expresiones son equivalentes (basta dividir (5) por A_i y pasar c_e al lado derecho). Esto indica que una tarificación a costo medio, donde el regulador especifica *ex-ante* $k = A_i$ a través de un esquema regulatorio, implementa el óptimo social. Este resultado se explica porque la condición (6) es la misma condición (5), pero expresada en términos de costos medios, que es el lenguaje relevante para cada generador de E: la construcción de la línea es socialmente óptima y privadamente conveniente cuando el costo medio (o marginal) de producir energía en I, c_i , es mayor que el costo medio de traer energía desde E, $c_e + v + F / A_i$.

3.3. Tarificación con cargos variables (TCV)

Veamos ahora los efectos en el equilibrio de mercado cuando el regulador utiliza un esquema tarifario en que parte de los costos de transmisión son financiados directamente por los consumidores vía cargos variables (este esquema lo llamaremos tarificación tipo TCV). Bajo este esquema los consumidores de I pagan un cargo o “impuesto” de b por cada unidad consumida,¹⁷ con lo cual la tarifa de transmisión para los productores de E se reduce a $v + F / A_i - b$.

Para visualizar más claramente los efectos en el bienestar, consideremos el caso en que la construcción de la línea no es socialmente óptima. Para esto supongamos que $c_e + v + F / A_i = c_i + a$, donde a es algún valor positivo. Siguiendo la misma lógica detrás de la expresión (6), la línea de transmisión se construirá y los productores de E aumentarán su producción en A_i si

¹⁶ Si los precios en I fueran fijados por la autoridad en vez de en una bolsa, no bastaría con que ella considerara el costo marginal de los oferentes localizados en E, que sería solamente $c_e + v$, para implementar el óptimo social.

¹⁷ Los resultados presentados aquí no cambian si el regulador usa distintos valores para b para distintos tipos de consumidores. Estos valores podrían depender de la elasticidad precio de la demanda de cada tipo de consumidor de acuerdo a una regla de Ramsey, o podrían ser asignados con objetivos redistributivos, o con fines simplemente electorales.

$$c_e + v + \frac{F}{A_i} < c_i + b \quad (7)$$

lo cual ocurre cuando $b > a$. En dicho caso, el equilibrio de mercado será socialmente ineficiente. El precio en la bolsa de energía de I será de $p_i = c_e + v + F/A_i - b < c_i$ antes de impuestos, pero como estos consumidores deben además pagar el impuesto b por cada unidad consumida, el precio final que terminan pagando es $c_e + v + F/A_i > c_i$. Debido a este precio final más alto, el bienestar de los consumidores en I se reduce en $(c_e + v + F/A_i - c_i)A_i$. El traspaso directo de parte de los costos de transmisión a los consumidores crea un subsidio a la construcción de la línea, lo que puede producir soluciones socialmente ineficientes, además de redistribuir riqueza. También se desplaza generación eficiente en la región I por generación ineficiente de la región E, induciendo a los generadores a relocalizar sus plantas en E. En consecuencia, una tarificación del tipo TCV debilita simultáneamente las señales de construcción de líneas (específicamente crea incentivos a sobreinvertir en transmisión) y de localización de generación (específicamente crea incentivos a trasladar la generación desde la región I a la E).

Por otro lado, en la eventualidad que sea socialmente óptimo construir la línea, el precio final que pagan los consumidores en la región I es igual al que pagarían bajo una tarificación a costo medio (TCM). Bajo ambos esquemas tarifarios este precio es $c_e + v + F/A_i$.

3.4. Tarificación de dos partes (T2P)

Una forma alternativa para el traspaso directo de parte de los costos de transmisión a los consumidores es una tarificación de dos partes (T2P). Bajo este esquema, el costo total de la transmisión es financiado a través de un cargo fijo de conexión que es pagado directamente por los consumidores (posiblemente, aunque no necesariamente, limitado a aquellos consumidores localizados en I) y el resto es financiado con un cargo variable pagado en forma directa por los exportadores de energía.

Conviene destacar que la implementación práctica de una política de tarificación de dos partes no parece del todo inviable, de momento que hoy día todos los consumidores del sector eléctrico están pagando cargos fijos por otros conceptos. Aunque habría que definir el mecanismo de prorrateo de cargos fijos entre los distintos clientes mayoristas, una alternativa simple es hacerlo sobre la base de la potencia conectada de distribuidoras y grandes clientes. A su vez, las distribuidoras podrían prorratear su cargo fijo en proporción a los demás cargos fijos que ya paga cada cliente individual, o a la potencia conectada de cada uno.

Veamos ahora el efecto de una tarificación de dos partes. Consideremos el siguiente esquema general: un cargo fijo de aF/N_i a pagar por cada consumidor de I y un cargo variable de $v + (1-a)F/A_i$ por cada unidad exportada desde E, donde $0 < a \leq 1$ (cuando $a=1$, todo el costo fijo de la transmisión es cobrado vía cargos de conexión a los consumidores). A diferencia de la tarificación a costo

medio (TCM) y de la de tipo TCV, el uso de T2P resulta necesariamente en menores precios finales por unidad de energía marginal para los consumidores de la región I, en caso que se construya la línea. En efecto, el consumidor localizado en I verá un precio final igual a $c_e + v + (1 - \alpha)F / A_i < c_e + v + F / A_i$. Sin embargo, debido a que en este ejemplo simple la demanda se supone totalmente inelástica al precio (i.e., el consumo se mantiene en A_i aunque haya bajado el precio), T2P lleva a los mismos resultados que la tarificación tipo TCV.¹⁸ Se puede concluir entonces que cuando la demanda es totalmente inelástica al precio, T2P distorsiona las señales de construcción y localización sin lograr ventajas compensatorias por la vía de un mayor consumo. Como veremos más adelante, estas ventajas compensatorias pueden ser importantes cuando la demanda es elástica al precio ($\epsilon > 0$).

3.5. Lecciones del ejemplo simple

Este ejemplo simple (con $\epsilon = 0$) nos ha permitido definir e ilustrar las propiedades de los distintos esquemas tarifarios. Aun cuando falta estudiar, entre otras cosas, qué ocurre cuando $\epsilon > 0$, la política de tarificación de costo medio (TCM) aparece hasta ahora como la más atractiva. Esto se puede resumir en el siguiente resultado:

Resultado 1. Si la demanda por energía es totalmente inelástica al precio, el esquema TCM, donde cada generador de la región exportadora (E) paga un peaje igual al costo medio de la transmisión ($v + F / A_i$) por cada unidad transportada, implementa el óptimo social. Tanto la tarificación tipo TCV como la T2P resultan en equilibrios de mercado con menores niveles de bienestar social.

A algún lector puede sorprender el Resultado 1, ya que los únicos beneficiados con una eventual construcción de la línea son los consumidores de I y no los productores de E, que son quienes financian directamente la totalidad de la línea.¹⁹ Aunque los consumidores de I pagan indirectamente el costo de la línea porque el nuevo precio de equilibrio en I es mayor que el costo en E, c_e , la forma de pago de los costos de transmisión incide sobre la localización de la generación. En este caso sólo los generadores modifican su localización en respuesta a las señales de precio, porque los consumidores tanto en I como en E permanecen inmóviles frente a cambios en los precios de la energía. Luego, conviene dar a la parte móvil la señal de localización – a los generadores – aunque la incidencia final del costo de la línea sea otra (sobre los consumidores). Pero, ¿qué ocurriría si algunos consumidores también pueden cambiar su localización?

¹⁸ De hecho, los dos esquemas coinciden exactamente para $\alpha F = bA_i$.

¹⁹ Cuando la construcción de la línea es la opción socialmente apropiada, el bienestar de los consumidores en I aumenta en $\Delta p_i A_i = (c_i - c_e - v - F / A_i) A_i$ que es igual al beneficio total de construir la línea $W_1 - W_0$.

4. LOCALIZACIÓN DE GRANDES CLIENTES

En esta sección estudiamos la presencia de grandes consumidores (clientes) que pueden cambiar su localización, y su responsabilidad directa en el financiamiento de la línea.²⁰ De existir un gran cliente que tiene la posibilidad de ubicarse en E o I dependiendo del precio de la energía, se puede pensar que este consumidor debe ser uno de los responsables directos del financiamiento de la transmisión.

Consideremos un gran cliente con demanda de tamaño A_g . Su disposición a pagar por energía en I es c_i y en E es $c_e + g$, donde $g > 0$. Posiblemente este gran comprador de electricidad está más cerca de sus propios clientes finales en I, y, por lo tanto, está dispuesto a pagar más por energía eléctrica, producto del ahorro en costos de transporte del bien final que él produce y vende.²¹ En ausencia de la línea de transmisión, este gran cliente se va a ubicar en E ya que obtiene un excedente adicional de g . Supongamos, además, que en ausencia de este gran cliente la construcción de la línea no es socialmente conveniente, es decir, se cumple que

$$c_e + v + \frac{F}{A_i} > c_i \quad (8)$$

Ahora debemos examinar si la aparición de este gran cliente transforma la construcción de la línea en la opción socialmente adecuada y si el esquema TCM es suficiente para implementar esta solución, o se requiere además que el gran cliente financie directamente parte del costo de la línea en caso de que se traslade a I. Antes de la construcción de la línea, el bienestar social, incluyendo la renta de este gran cliente, es

$$W_0^g = (\bar{p} - c_i)A_i + (\bar{p} - c_e)A_e + gA_g \quad (9)$$

La única diferencia con (3) es el último término de la derecha, que corresponde al excedente del productor (neto de costos) del gran cliente localizado en E. Con la eventual construcción de la línea y traslado del gran cliente a I el bienestar es

$$W_1^g = (\bar{p} - c_e)(A_i + A_e) + (c_i - c_e)A_g - F - v \cdot (A_i + A_g) \quad (10)$$

²⁰ Supondremos que estos grandes clientes no tienen poder para afectar el precio de la electricidad que compran (poder monopsónico). También se puede suponer, con iguales resultados, que A_g es el agregado de varios grandes clientes o que cada uno es de tamaño similar a los generadores con los que negocian sus contratos, siempre que negocien en forma eficiente (según la solución de Negociación de Nash).

²¹ Puede ocurrir que los clientes finales de este gran comprador estén localizados en E, y que por ese motivo el gran comprador prefiera localizarse en la región E, sea que se construya la línea o no. En este caso, la localización no varía y el problema no es interesante. Por este motivo vamos a suponer entonces que γ no es muy grande, es decir, el gran cliente prefiere instalarse en I si la energía eléctrica allí cae de precio lo suficiente, gracias a la construcción de la línea.

Nuevamente la diferencia con (4) es el segundo término de la derecha, que corresponde al excedente (neto de costos) del gran cliente cuando se localiza en I, antes de restar los costos de transmisión (que se restan en el último término).

La construcción de la línea y el traslado del gran cliente es la opción socialmente adecuada si se cumple que $W_1^g > W_0^g$, lo que en términos de costos medios se reduce a la condición²²

$$c_e + v + \frac{F}{A_i + A_g} + \frac{g \cdot A_g}{A_i + A_g} < c_i \quad (11)$$

Como el gran cliente pierde el excedente g con su traslado a I, el término $g \cdot A_g$ puede ser interpretado como un cargo fijo adicional asociado a la construcción de la línea, cuya importancia relativa se reduce en la medida que F aumenta.

Al comparar (8) y (11) es posible verificar que la aparición del gran cliente hace que la construcción de la línea se transforme en una opción atractiva (desde un punto de vista social) si además de (11) se cumple que $g < F/A_i$. La interpretación es que en ausencia de costos fijos de transmisión ($F = 0$), el traslado del gran cliente a I nunca mejora la opción de construcción de la línea, porque su participación no ayuda a prorratear el costo fijo F entre más clientes. Del mismo modo, si A_i es muy grande, entonces la participación del gran cliente es irrelevante para financiar el costo fijo F . En cambio, cuando el costo fijo de transmisión es importante relativo al producto $g \cdot A_i$, la opción de construcción de la línea y traslado del gran cliente aumenta su atractivo (social).

Para un análisis del caso donde la localización cambia, supongamos entonces que g es pequeño tal que el gran cliente está cerca de relocalizarse y (11) se cumple. Veamos primero si la tarificación de costo medio (TCM) implementa la solución socialmente óptima. El transmisor va a cubrir sus costos siempre y cuando el gran cliente se traslade a I. Como el nuevo precio en I es $p_i^1 = c_e + v + F/(A_g + A_i)$, para que el gran cliente se traslade a I su bienestar debe aumentar (el superíndice "1" se refiere a después de construida la línea), es decir, se debe cumplir que

$$c_i - \left[c_e + v + \frac{F}{A_i + A_g} \right] > g \quad (12)$$

lo que después de ordenar queda en

$$c_e + v + \frac{F}{A_i + A_g} + g < c_i \quad (12')$$

²² Nótese que cuando la construcción de la línea es socialmente conveniente, esto no necesariamente significa beneficios netos para el gran cliente, ya que esto último requiere

$$c_e + v + \frac{F}{A_g + A_i} + g < c_i$$

Como $A_g / (A_i + A_g) < 1$, la condición (12') es siempre más restrictiva que la condición (11). Esto demuestra bajo un esquema del tipo TCM (con los productores de E pagando directamente por la totalidad de la línea) el gran cliente nunca se va a trasladar a la región I a menos que los beneficios sociales sean positivos. Por el contrario, en un conjunto de casos intermedios puede ocurrir que a pesar de que la construcción y traslado sean opciones socialmente convenientes, TCM no entregue los incentivos suficientes para que el gran cliente se traslade.

Veamos ahora qué ocurre con aquella política tarifaria donde el gran cliente debe financiar directamente una fracción a del costo fijo F . Esta no es la tarificación a costo variable (TCV), porque se trata de un cargo fijo al gran cliente. Se puede demostrar que la condición para el traslado del gran cliente desde E a I, que es que aumente su excedente, ahora cambia a²³

$$c_i - \left[c_e + v + \frac{F}{A_i + A_g} \cdot \left(1 + a \cdot \frac{A_i}{A_g} \right) \right] > g \quad (13)$$

Comparando (13) con (12), se puede apreciar que el incentivo al cambio (que es el lado izquierdo de (12) o (13)) se *reduce* en este caso en relación a TCM. La posible consecuencia es que la línea no se construya aun cuando ello sea socialmente óptimo.

Otra opción de tarificación es aquella de tipo TCV, donde el financiamiento directo afecta a todos los clientes de I incluyendo al gran cliente a través de un cargo variable de monto b . En este caso la condición (12) no cambia, por lo cual el gran cliente tiene *los mismos* incentivos para relocalizarse que con TCM. Es decir, un aporte del gran cliente a financiar directamente parte del costo de la línea con el método TCV, no contribuye a gatillar la inversión en la línea en aquellos casos donde los incentivos provistos por TCM eran insuficientes. En cambio, los productores de E y el transmisor tienen ahora más incentivos a promover la construcción de la línea con TCV que con TCM (igual como en el caso simple de la Sección 3.3). Aun cuando la construcción y traslado sean ineficientes, puede ocurrir que para algunos valores de b los productores de E y el transmisor logren coordinar una línea (ineficiente) de menor tamaño A_i para abastecer sólo a los actuales consumidores de I, aunque el gran cliente no se traslade. Para valores de b inferiores, sin embargo, es posible que el no traslado del gran cliente prevenga la construcción de una línea ineficiente.

Finalmente, consideremos el caso de una tarificación de dos partes (T2P), donde parte del financiamiento provenga de un cargo fijo de conexión igual para cada consumidor de I (e.g., cada consumidor paga $F / (N_i + 1)$). En este caso, la condición equivalente a (12), que es $c_e + v + g < c_i$, es menos restrictiva que la condición (11). Luego, la tarificación de dos partes puede llevar a que se construya una línea cuando socialmente es ineficiente que ello ocurra.

²³ El nuevo precio en I es $c_e + v + (1-a)F / (A_i + A_g)$.

El análisis de esta sección nos lleva al siguiente resultado:

Resultado 2. En presencia de un gran cliente de tamaño A_g que decide su ubicación según el precio de la energía, la política de tarificación más adecuada entre las aquí consideradas es TCM donde sólo los productores de la región exportadora (E) que venden en la región importadora financian directamente la totalidad de la línea, y lo hacen a través de un cargo variable (peaje) igual al costo medio de transmisión ($v + F/(A + A_g)$).

La principal implicancia del Resultado 2 es que bajo TCM basta con los ajustes en los precios de equilibrio que se producen en cada una de las bolsas de energía, para que el gran cliente tome una decisión socialmente adecuada y para que lo mismo hagan el trasmisor y productores de E. Alternativamente, cuando la energía eléctrica es fijada con un sistema tarifario, es conveniente que éste incorpore el costo medio de la transmisión a los costos de los generadores que usan la nueva línea, porque así el gran cliente, los generadores y el trasmisor tomarán decisiones más eficientes que con las demás reglas consideradas.

Podría ser interesante discutir la conveniencia de un pequeño subsidio al traslado del gran cliente a I para alinear perfectamente (12') con (11). Por ejemplo, si la condición (11) se cumple casi con igualdad es muy probable que (12') no se cumpla y el gran cliente no se traslade a I aun cuando es socialmente adecuado que lo haga. Esto se debe a que parte de los beneficios de su traslado son captados por los consumidores de I, los cuales no compensan al gran cliente. En otras palabras, existe una externalidad positiva cuando el gran cliente se traslada, que es que ayuda a prorratar el costo fijo de transmisión entre más unidades. Sin embargo, habría que considerar también las dificultades para medir las magnitudes que determinan el monto óptimo de subsidio,²⁴ en un contexto realista de información asimétrica y discreción de las autoridades políticas.

5. INDIVISIBILIDADES EN LA INVERSIÓN

Hasta el momento hemos supuesto que el tamaño k de la línea es una variable continua. En la práctica, sin embargo, las inversiones en transmisión están sujetas a algún grado de indivisibilidad. Al menos cuando la indivisibilidad se traduce en la instalación de capacidad ociosa, a más de algún lector le puede parecer razonable traspasar parte del financiamiento directo de dicha capacidad ociosa a los consumidores, ya que es una inversión que tampoco es usada por los generadores de la región E. Para estudiar más formalmente el impacto de la indivisibilidad de la inversión en las propiedades de los esquemas tarifarios, supongamos que existen dos tamaños de líneas posibles de construir, k_L y k_H , donde $k_L < A_i < k_H$. En un caso la línea no alcanza a cubrir toda la demanda de l y en el otro caso existe capacidad ociosa.

²⁴ El subsidio debiera ser de $g \cdot A_n / (A_n + A_g)$ por cada unidad consumida.

El bienestar social antes de construir la línea es W_0 , tal como en (3). El bienestar después de la construcción de la línea de capacidad mayor es

$$W_1^H = (\bar{p} - c_e)(A_i + A_e) - (F + vk_H)$$

y el bienestar después de la construcción de la línea de capacidad menor es

$$W_1^L = (\bar{p} - c_e)(k_L + A_e) + (\bar{p} - c_i)(A_i - k_L) - (F + vk_L)$$

Por lo tanto, dependiendo del valor de los distintos parámetros, la solución socialmente óptima será aquella que maximice el bienestar social entre las siguientes tres posibilidades: no construcción de la línea ($k = 0$), construcción de una línea con capacidad ociosa ($k = k_H > A_i$) y construcción de una línea con capacidad menor ($k = k_L < A_i$).

Para estudiar el impacto de la indivisibilidad en los esquemas tarifarios comencemos por considerar el caso en que la solución socialmente óptima se encuentra entre la no construcción de la línea y la línea con capacidad ociosa (i.e., $W_0 > W_1^L$ y $W_1^H > W_1^L$). Para esto suponga que el regulador sabe que k_L es muy inferior a A_i . Obviamente y al igual que en la Sección 3, el regulador no sabe con certeza si W_0 es mayor o menor que W_1^H (en la Sección 8 consideramos un regulador que no puede especificar *ex-ante* el tamaño de la línea). La línea debiera construirse si W_1^H es mayor que W_0 , es decir si

$$c_e + v + \frac{F + v\Delta}{A_i} < c_i \quad (14)$$

donde $\Delta = k_L - A_i$ es la capacidad ociosa. Esta condición no es muy distinta a la condición (6); la única diferencia es la incorporación de un término adicional dentro del costo fijo que es exactamente igual al costo de la capacidad ociosa, i.e., $v\Delta$.

Consideremos primero la tarificación a costo medio (TCM). Bajo este esquema, el peaje a pagar por cada unidad exportada desde la región E no puede ser simplemente $v + F/k_L$, ya que al ser la exportación sólo de $A_i < k_L$, el transmisor no podrá cubrir sus costos y por lo tanto nunca construirá la línea, a pesar que sea la opción socialmente óptima. Esta distorsión puede ser corregida utilizando un peaje igual al costo medio, i.e., $v + (F + v\Delta)/A_i$.²⁵ Siguiendo el mismo procedimiento que en la Sección 3.2, es posible comprobar que al traspasar a los costos fijos aquella fracción de la capacidad que no es utilizada los incentivos sociales y privados están nuevamente alineados. Es decir, bajo este esquema sólo se construirá la línea cuando sea lo socialmente óptimo.

Consideremos ahora la tarificación tipo TCV o de dos partes (son equivalentes debido a que mantenemos el supuesto de cero elasticidad precio de la demanda, $\epsilon = 0$). Veamos, por ejemplo, qué ocurre si el regulador traspasa a los consumidores el costo de la capacidad ociosa, ya sea a través de un cargo variable

²⁵ Note que a pesar del exceso de capacidad en la transmisión, el nuevo precio en I será $p_i^I = c_e + v + (F + v\Delta)/A_i$.

igual a $b = v\Delta / A_i$ o de un cargo de conexión igual a $v\Delta$. Como en ambos casos el peaje a pagar por los productores de E será de $v + F / A_i$ (de otra forma el transmisor no cubriría sus costos), éstos tendrán incentivos a coordinar con el transmisor la construcción de la línea si el precio con que llegan a I es menor que el actual precio c_i , es decir si se cumple que

$$c_e + v + \frac{F}{A_i} < c_i \quad (15)$$

Como esta condición es menos restrictiva que la condición (14), el traspaso de costo a los consumidores puede llevar a la implementación de soluciones ineficientes.²⁶

Consideremos ahora el caso en que la solución óptima se encuentra entre la no construcción de la línea y la línea de capacidad menor ($k_L < A_i$).²⁷ La línea debiera construirse si W_1^L es mayor que W_0 , es decir, si se cumple

$$c_e + v + \frac{F}{k_L} < c_i \quad (16)$$

Debido a que la fracción $A_i - k_L$ de la demanda de I es abastecida por los generadores locales, el precio en la región I no se verá afectado por la construcción de la línea. Dado que el precio de equilibrio en I se mantiene en c_i , bajo un esquema de tarificación a costo medio con un peaje de $v + F / k_L$ los productores de E tendrán incentivos a coordinar la construcción de la línea si se cumple (16). (Note que el transmisor cubre la totalidad de su costo). En este sentido, los incentivos privados y sociales están totalmente alineados bajo TCM, tal como en la Sección 3.2. La única diferencia con los resultados de la Sección 3.2 es que ahora el beneficio neto asociado a la construcción de la línea no es captado por los consumidores de I sino que por los generadores de E . Esto se debe a que el precio en I se mantiene en c_i .

Bajo una tarificación tipo TCV o T2P, en cambio, los incentivos privados a la construcción y expansión de la generación son, al igual que en las Secciones 3.3 y 3.4, mayores que los sociales. Resumiendo,

Resultado 3. En presencia de indivisibilidades en la inversión en transmisión, la única política de tarificación que implementa el óptimo social es TCM donde cada productor de la región exportadora (E) financia directamente la totalidad de la línea a través de un cargo variable (peaje) igual al costo medio de construcción.

La intuición detrás de este resultado es que la capacidad ociosa siempre puede ser considerada como parte de los costos fijos de instalación de la línea. Es importante mencionar además que aunque las indivisibilidades no afectan la com-

²⁶ Nótese que cualquier traspaso de costo a los consumidores (aunque sea menor que $v\Delta$) produce una condición de construcción de la línea menos restrictiva que (14).

²⁷ Suponemos que k_H es muy superior a A_i .

paración entre esquemas tarifarios, éstas sí afectan los precios de energía que prevalecen en cada mercado y, por tanto, afectan la distribución de la renta social. En efecto, cuando la solución eficiente es instalar una línea con algo de capacidad ociosa la diferencial de precios de energía entre los mercados de I y E típicamente se reduce, ya que la capacidad ociosa elimina la congestión.²⁸

6. DEMANDA SENSIBLE AL PRECIO

Uno de los aspectos del ejemplo simple que puede llamar la atención a algunos lectores es que, a pesar de las importantes economías de escala en transmisión, el Resultado 1 proponga una tarificación a costo medio (tarifa lineal) en vez de una tarificación a costo marginal más un cargo fijo pagado por los consumidores (tarifa de dos partes). La explicación es que se supuso que la demanda es inelástica al precio (i.e., $\epsilon=0$). Cuando la demanda no es totalmente inelástica, el bienestar aumenta al utilizar tarifas de dos partes que incluyen un cargo fijo independiente del consumo y un cargo variable igual al costo marginal.

Para estudiar las posibles ventajas de una tarificación de dos partes consideremos entonces las siguientes curvas de demanda: $D_i(p_i) = A_i p_i^{-\epsilon}$ y $D_e(p_e) = A_e p_e^{-\epsilon}$, donde $\epsilon > 0$. Al igual que en la sección anterior y para concentrarnos en el pago de la transmisión vamos a seguir suponiendo que la planificación del tamaño de la línea sigue en manos del regulador (este supuesto es analizado en la sección 8), y que la oferta de energía en cada una de las dos regiones es perfectamente elástica al precio.

En este caso, el precio en E es $p_e = c_e$ independiente de la construcción de la línea. Por lo tanto, el análisis se concentra en lo que ocurre en I. En ausencia de una línea de transmisión, el precio en I será $p_i = c_i$ y el consumo $D_i^0 = A_i c_i^{-\epsilon}$ (el superíndice “0” se refiere a antes de que exista la línea).

Supongamos primero que los costos de transmisión y de generación en I y E son tales que con una tarificación a costo medio (TCM) para una capacidad de D_i^0 no hay incentivos para construir la línea. Más precisamente, supongamos que

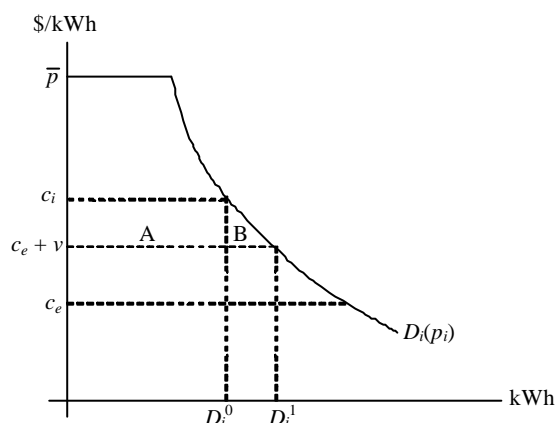
$$c_i = c_e + v + \frac{F}{D_i^0} \quad (17)$$

Esta situación está representada en el Gráfico 1. El área A es igual a F , el monto del costo fijo de la línea. El precio con que los productores de E llegan a I, $c_e + v + F / D_i^0$, es levemente superior al precio inicial en I, c_i . Por lo tanto, en el equilibrio de mercado la línea no se construye bajo TCM, que es lo que buscábamos como punto de partida.

²⁸ Si hay una bolsa de energía competitiva en cada nodo, como hemos supuesto en este artículo, la diferencia de precios entre ambos mercados en presencia de curvas de oferta creciente (i.e., $C'' > 0$) y de exceso de capacidad, será solamente de v_2 y no de $v_1 + v_2$. Cuando la indivisibilidad implica la instalación de una línea de menor tamaño ($k_L < A_L$), la diferencia de precios es $v = v_1 + v_2$ porque no hay exceso de capacidad.

El mismo Gráfico 1 nos permite ilustrar ahora el efecto sobre el bienestar social de cambiar desde TCM a una tarifa de dos partes (T2P) con las siguientes características: un cargo fijo por conexión a los consumidores de I por un total de F (si el cargo es uniforme cada consumidor paga F/N_i)²⁹ y un cargo variable (peaje) a los productores de la región E igual a v por cada unidad exportada a la región I. Bajo esta política de tarificación aparece un nuevo equilibrio de mercado: se construye una línea de capacidad D_i^1 , el precio en la bolsa de energía de I cae a $p_i^1 = c_e + v$ y el consumo aumenta a D_i^1 (el superíndice 1 se refiere a después de la línea). La generación anteriormente ubicada en I se relocaliza por completo a la región E. El Gráfico 1 muestra que el traspaso de los costos fijos a los consumidores vía cargos fijos de conexión se traduce en un aumento neto del bienestar de la sociedad, en una magnitud igual al área B. Además, este beneficio es totalmente captado por los consumidores de I.³⁰

GRAFICO 1
EXCEDENTES CON TARIFICACION DE DOS PARTES (T2P)



Supongamos ahora que el costo fijo F es de una magnitud mayor que la suma de las áreas achuradas (el mismo análisis se puede hacer considerando mayores valores para c_e o v). En este nuevo escenario de costos, lo socialmente óptimo es no construir la línea. Sin embargo, T2P lleva al mismo equilibrio de mercado anterior, donde la línea sí se construye. La única diferencia es que ahora

²⁹ Nótese que no hay mayores cambios si la autoridad decide repartir el cargo fijo F entre todos los consumidores de I y E . En este caso cada uno pagaría $F/(N_i + N_e)$. El único cambio sería un traspaso de excedente desde los consumidores de E a los de I , pero son implicancias en los equilibrios de mercado.

³⁰ A más de algún lector le debe llamar la atención que la diferencia de precios entre I y E sea de v cuando se tarifica en dos partes y de $v + F/k$ cuando se tarifica a costo medio y k es la capacidad. Esto se debe a los retornos constantes a escala en generación. En el caso donde la oferta es creciente en E (i.e., $C'_i = c_i$ constante y $C''_e > 0$), el precio I será de $p_i = c_i$ y en E de $p_e = c_i - v$. La única diferencia es que la tarificación a costo medio lleva a una menor exportación (i.e., menor capacidad de la línea) por las mismas razones anteriores.

el bienestar de los consumidores de I se *reduce* (en vez de aumentar) en una magnitud igual a la diferencia entre el nuevo valor (alto) de F y la suma de las áreas achuradas.

En cambio, la tarificación a costo medio (TCM) implementa el equilibrio socialmente óptimo, que es la no construcción de la línea. Esto se debe a que como F ahora es mayor que el área achurada clara, el mejor precio con que los productores de E puede llegar a I es necesariamente superior a c_i , con el cual no les resulta posible competir. En consecuencia, podemos establecer el siguiente resultado:

Resultado 4. A pesar de la elasticidad precio de la demanda, una tarificación de dos partes (T2P), la cual incluye un cargo fijo de conexión a los consumidores de la región importadora I, no necesariamente aumenta el bienestar social en comparación a una tarifa a costo medio (TCM), ya que debilita las señales de construcción de la línea y de localización de la generación.

Antes de discutir las implicancias de este resultado, es oportuno demostrar que el esquema de tarificación de tipo TCV no mejora su desempeño cuando la demanda es sensible al precio. Para tal efecto, consideremos primero el escenario en que la condición (17) se cumple (i.e., aquél donde el área A del Gráfico 1 es exactamente igual a F). Ya vimos que en este caso la tarifa de dos partes aumenta el bienestar en el área B. Revisamos ahora si aumenta el bienestar cuando el regulador implementa un cargo variable a los consumidores en I de b y cobra a los productores en E un peaje de $v + F/k - b$, donde k es, al igual que en la Sección 3, la capacidad planificada por el regulador.

En su intento por capturar el área achurada oscura, supongamos que el regulador establece $k = D_i^1$ y $b = F/D_i^1$. Aunque en este caso los productores de E podrían llegar a I con un precio de $c_e + v < c_i$ y desplazar completamente a la generación localizada en I , este no es un equilibrio de mercado. Al existir el cargo b , la cantidad consumida en I será sólo de D_i^0 y no D_i^1 , con lo cual el trasmisor no podrá cubrir sus costos y, en consecuencia, no tendrá incentivos a construir la línea. Lo mismo ocurriría para cualquier valor positivo de b y $k \geq D_i^0$. En caso que k fuera fijada en D_i^0 , por ejemplo, el equilibrio de mercado converge al obtenido con TCM. Hemos visto entonces que TCV no trae consigo un aumento en el bienestar por sobre el obtenido con TCM.

Consideremos ahora el escenario en que F es de una magnitud mayor a las A y B del Gráfico 1 (i.e., la construcción de la línea es socialmente ineficiente). Mientras TCM implementa la solución socialmente óptima de no construcción de la línea, la tarificación tipo TCV puede llevar a equilibrios ineficientes para valores de b superiores a un cierto nivel.³¹ De esta forma, podemos establecer:

³¹ En rigor, denotemos por F' el nuevo costo fijo, donde $F' > F + A$. Si b es el cargo a los consumidores de I y $v + F'/D - b$ a los productores de E , la construcción (ineficiente) de la línea ocurrirá siempre que $b > c_e + v + F'/D - c_i$. Note, además, que la ineficiencia se puede reducir, pero nunca eliminar, si el regulador considera una capacidad un poco mayor aumentado levemente el consumo.

Resultado 5. La tarificación tipo TCV es inferior a TCM aun cuando la demanda sea sensible a cambios en los precios.

La lógica detrás de este resultado es la siguiente. La tarificación tipo TCV tiene dos problemas: debilita las señales de construcción y localización y deja sin resolver las posibles distorsiones en el consumo (i.e., D_i^0 vs. D_i^1) que se producen cuando la demanda exhibe cierta sensibilidad a cambios en los precios.

Aunque el Resultado 5 demuestra que la tarificación tipo TCV reduce el bienestar, el Resultado 4 sugiere que la idea de cobrar cargos de conexión a los consumidores a través de una genuina tarificación de dos partes (T2P) tiene algunas ventajas. Una tarifa de este tipo también debilita las señales de construcción y localización (*efecto localización*), pero al mismo tiempo permite aliviar posibles distorsiones de consumo provocadas por la tarificación a costo medio cuando la demanda exhibe cierta elasticidad al precio (*efecto consumo*). De hecho, cuando F era igual al área A del Gráfico 1, T2P era superior a TCM, mientras que cuando F era de una magnitud superior a la suma de las áreas A y B, TCM era superior a T2P. Si el regulador tuviera información perfecta acerca de los distintos parámetros de costo (y de demanda) podría implementar la política tarifaria correcta para cada caso. En la realidad, sin embargo, el regulador debe trabajar con información imperfecta (Laffont y Tirole, 1993).

7. CURVAS DE OFERTA CRECIENTES

Veamos ahora qué ocurre cuando las curvas de costos marginales (i.e., oferta) no son totalmente inelásticas, sino crecientes con el precio. Esto se puede deber, por ejemplo, a restricciones ambientales, que limitan la expansión en algunas zonas o la hacen más costosa, o a una escasez de insumos locales (e.g., reservas hidráulicas limitadas). Las curvas de demanda se mantienen como en la sección anterior, es decir $D_i(p_i) = A_i p_i^{-e}$ y $D_e(p_e) = A_e p_e^{-e}$, con $e > 0$.

Comencemos con el escenario donde la oferta en I es horizontal (i.e., infinitamente elástica con $C'_i = c_i$), tal como hemos venido suponiendo hasta el momento, pero en E es creciente (i.e., $C''_e > 0$). Este escenario es interesante sólo si además ocurre que la ventaja de costo de generar E, considerando también el costo de transmitir esa energía I, no es suficiente como para desplazar por completo la generación en I. En este escenario el precio de equilibrio en I será $p_i = c_i$ independiente de la construcción de la línea, por lo tanto, el consumo en I es siempre D_i^0 .³²

En el Gráfico 2 se muestran las asignaciones socialmente óptimas antes y después de construir la línea (en la eventualidad que la construcción sea socialmente óptima, lo que verificaremos más adelante). Antes de construir la línea el consumo (y generación) en E es D_e^0 y el precio es p_e^0 . Con la construcción de la

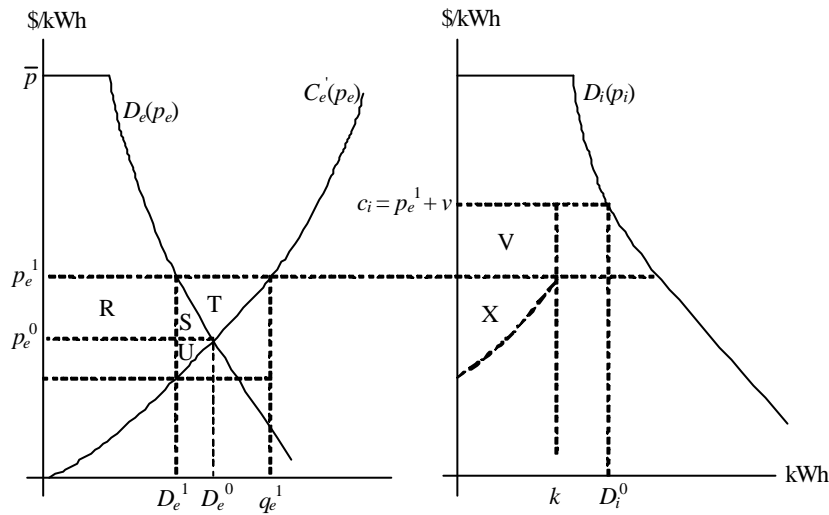
³² Vamos a suponer que en caso que se construya la línea, la oferta en I no desplaza completamente a los generadores de E.

línea de capacidad k , el consumo en E cae a D_e^1 , la generación en E sube a $q_e = D_e^1 + k$ y el precio de la bolsa de energía en E sube a p_e^1 . La diferencia entre este precio y aquel en I ($p_i = c_i$) es exactamente igual a v .

Esta diferencia refleja tanto los costos marginales de operación de la línea (v_2) como el costo marginal de expansión (v_1). Es importante destacar que esta diferencia de precios muestra explícitamente que es socialmente óptimo tener un cierto nivel de congestión (reflejada en una diferencia de v_1) y que por lo mismo sería ineficiente expandir la línea al punto en que la diferencia de precios se explicara solamente por los costos marginales de operación y mantención (i.e., por v_2).

GRAFICO 2

El gráfico de la izquierda corresponde al mercado de E y el de la derecha al mercado de I.



La construcción de la línea trae cambios en bienestar en ambos mercados. Debido al alza de precios en E, el bienestar de los consumidores localizados en E cae, en el área $R + S$, pero el bienestar de los productores de E aumenta en $R + S + T$ menos los costos fijos en transmisión F necesarios para que esos productores lleguen a I.³³ En la región I, en cambio, el bienestar de consumidores y productores localizados allí no cambia, a menos que la regla de tarificación asigne parte de los costos fijos de la construcción a esos consumidores (note que $X = S + T + U$ y $V = vk$). Así el aumento en el bienestar total asociado a la construcción de la línea es el área T menos el costo fijo F , por lo tanto, su construcción será la opción socialmente eficiente si y sólo si

$$T - F > 0 \quad (18)$$

³³ Los costos variables de construcción son justo cubiertos por la diferencial de precios v .

Veamos ahora los incentivos de los productores de E y del ente transmisor para usar y construir la línea de capacidad $k = q_e^1 - D_e^1$, donde la magnitud de k es determinada por la planificación del regulador, bajo las dos principales políticas de tarificación. El incremento en el excedente de los productores de E sin restar el pago por la transmisión es de $R + S + T + V$. Bajo TCM, los excedentes de estos productores, en caso de utilizar la línea, se incrementan en sólo $R + S + T - F$. En cambio, bajo T2P en donde F es pagado directamente por los consumidores de I (y/o de E) vía un cargo fijo de conexión, los excedentes de los productores de E aumentan en $R + S + T$.

Comparando estos cambios de excedentes con (18), se encuentra que bajo ambos esquemas tarifarios los beneficios privados de la construcción son mayores que los beneficios sociales. Esto se debe a dos factores. El primero es que existe la posibilidad de una transferencia de excedentes desde los consumidores de E hacia los productores de E. El segundo es que la construcción de la línea es un acto colectivo que facilita a los generadores de E y al transmisor actuar en conjunto para reducir la oferta en la región E.³⁴ Como las diferencias entre beneficios privados y sociales es aún mayor bajo T2P, podemos resumir en el siguiente resultado:

Resultado 6. Si la curva de oferta en la región importadora (I) es infinitamente elástica (i.e., $C'_i = c_i$) y en la región exportadora (E) es creciente (i.e., $C''_i > 0$), la tarificación de dos partes (T2P) es inferior a la tarificación a costo medio (TCM).

Aunque este resultado puede parecer obvio de momento que T2P no afecta el consumo en I, es útil considerar este escenario de costos, ya que establece un caso donde el efecto localización domina completamente al efecto consumo y además sirve para explorar incentivos a expandir la línea; tema que veremos en la próxima sección.

Merecen un breve comentario las importantes diferencias de precios de equilibrio (con conexión y TCM) entre I y E. Cuando la ventaja de costo de abastecer a la demanda localizada en I con generación en E, considerando el costo transmitir esa energía a I, es suficiente como para desplazar por completo a toda la generación en I, la diferencia de precios de equilibrio supera a aquella diferencia que resulta cuando la generación en I no desplaza por completo a la generación localizada en I. En este último caso la diferencia de precios es sólo de v (costo marginal de expansión más el costo marginal de operación y mantención de la transmisión).³⁵ Esto es viable porque los costos fijos F de la transmisión son

³⁴ También se ha supuesto que los grandes consumidores localizados de E no pueden actuar en conjunto para pedir compensación por la construcción de la línea. Si pudieran pedir compensación, y lograran la suma $R + S$, entonces el excedente neto bajo la tarificación a costo medio sería sólo de $T - F$, lo que es igual al beneficio social.

³⁵ Al ser el costo marginal de la expansión positivo ($v_1 > 0$) es eficiente que exista una diferencial de precios debida a la congestión exactamente igual a v_1 . El resto de la diferencial de precios se debe a los costos marginales de operación.

cubiertos con los excedentes que los productores obtienen al trasladar parte de su oferta.

Consideramos por último el caso de oferta con elasticidad finita al precio en la región I (i.e., oferta creciente en I), y en términos más generales, el caso donde la ventaja de costo de abastecer a la demanda localizada en I con generación en E, considerando el costo transmitir esa energía a I, no desplaza a toda la generación localizada en I. Esto puede ocurrir, por ejemplo, por la presencia en la región I de unos pocos lugares de generación con bajo costo ambiental, y por la disponibilidad de gas natural a bajo costo pero en cantidad limitada.

Por las razones dadas anteriormente, sabemos que los precios en la bolsa de energía de la región I son mayores bajo TCM que bajo T2P. Esto implica que bajo el esquema TCM subsistirán productores ineficientes localizados en la región I (aquellos con costo marginal de producción mayor que el productor marginal en la región E más el costo marginal de transmisión^v), y que eso no ocurrirá bajo T2P. Así, el esquema T2P logra una ventaja adicional en este escenario.

Sin embargo, también sabemos que el esquema T2P tiene la desventaja de eventualmente estimular la construcción de una línea socialmente ineficiente. Respecto al bienestar de los consumidores, este puede ser mayor bajo TCM que bajo T2P, ya que en este último esquema los consumidores deben además pagar directamente el cargo fijo F . Podemos resumir con:

Resultado 7. Si la curva de oferta en la región importadora (I) es creciente en el precio (i.e., $C'_i = c_i$), la tarificación de dos partes (T2P) mejora su posición frente a la tarificación a costo medio (TCM) al desplazar completamente a los productores ineficientes de la región I. Esto no asegura, sin embargo, que T2P sea superior a TCM.

8. LA DECISIÓN DE EXPANSIÓN DE LA LÍNEA

Hasta el momento hemos supuesto que el regulador define la capacidad de la línea, pero en los escenarios más complejos esto requiere de detallada información de costos y demanda (i.e. para determinar cuánto es $k = q_e^1 - D_e^1$, como en la sección 7). Una alternativa regulatoria más descentralizada sería una política tarifaria que no especifique la dimensión de la línea *ex-ante*, sino más bien, deje en manos privadas (principalmente transmisor y productores de E) la decisión acerca de su capacidad, aunque la tarifa dependa de la capacidad de la línea.

Volvamos a nuestro ejemplo simple de la Sección 3 y veamos que sucedería si el regulador, en vez de especificar A_i dentro de la implementación de TCM (ver Resultado 1), se limitara a establecer la tarifa $v + F/k$ por cada unidad exportada desde E, donde k es la capacidad observada y elegida privadamente. Consistente con lo planteado por Vogelsang (2001), tanto los productores de E como el transmisor tendrán incentivos para coordinar una línea de tamaño un poco menor a

A_i .³⁶ De esta forma lograrían que el precio en la bolsa de I se mantenga en c_i a pesar de la construcción de la línea, con lo cual el beneficio social $(c_i - c_e - v)A_i - F$ sería casi enteramente capturado por los productores de E.³⁷ Sin embargo, hay que destacar que si la construcción de la línea no es socialmente óptima, los productores y el transmisor tampoco querrán coordinar su construcción (ya que no hay excedentes que capturar).

Bajo una tarificación tipo TCV o T2P las cosas empeoran. También hay incentivos a construir una línea un poco menor que A_i con el objeto de obtener el precio c_i en I; pero estos incentivos persisten aun cuando la construcción de la línea no sea socialmente eficiente. Esto último se debe al subsidio implícito a la localización que aparece cuando se traspasa directamente una parte del costo de transmisión a consumidores virtualmente inmóviles. Si la curvas de demanda no son totalmente inelásticas, tal como en la Sección 6, la situación es similar a lo ya descrito. Independiente del método de tarificación, siempre van a existir incentivos a construir una línea un poco menor al tamaño que un regulador bien informado hubiese planificado, resultando en transferencias de riqueza desde los consumidores a productores de E y al transmisor.

Finalmente veamos el caso analizado en el Gráfico 2 (Sección 7), en el cual la oferta en I se mantiene totalmente elástica (i.e., $C'_i = c_i$) y la oferta en E es creciente (i.e., $C''_e > 0$). En este caso la situación es un poco distinta, ya que el precio en I no es afectado por la línea. Tal como se discutió en esa sección, independiente del tipo de tarificación los beneficios privados de construir la línea que obtienen los productores de E son siempre mayores que los beneficios sociales. Por lo tanto es posible esperar la construcción línea se materialice aun cuando no sea socialmente conveniente.³⁸ Sin embargo, la desalineación entre beneficios privados y sociales es menor bajo TCM. De hecho, en ausencia de consumidores en E, los incentivos privados y sociales quedan totalmente alineados bajo TCM. En consecuencia podemos establecer el siguiente resultado.

Resultado 8. Frente a un mecanismo descentralizado de planificación de la línea (i.e., coordinado por productores de E y transmisor), ningún esquema de tarificación asegura la implementación del tamaño óptimo-social de la línea. Sin embargo, la tarificación a costo medio (TCM) es el esquema que produce las menores distorsiones (y en varios casos implementa la solución socialmente óptima).

³⁶ Aceptando las indivisibilidades que afectan la elección de k , este resultado puede interpretarse como una postergación estratégica de la fecha de inversión en transmisión.

³⁷ Uno puede argumentar que estos excedentes serán en su mayoría capturados por el transmisor ya que es el ente que coordina la construcción. Aun en presencia de peajes regulados, la libre entrada a generar en E le otorga al transmisor una importante cuota de poder de negociación por pagos adicionales (*side-payments*) no observados por el regulador.

³⁸ En un contexto de indivisibilidades para el tamaño de la línea, este resultado se interpreta como un adelantamiento de la fecha de inversión en transmisión.

Este resultado tiene importantes implicancias, ya que indica que la planificación descentralizada de la línea puede resultar en soluciones subóptimas. Dependiendo si el beneficio privado de reducir la capacidad de la línea para obtener mayores precios en I (efecto congestión) es mayor o menor que el beneficio privado de aumentar la capacidad de la línea para obtener mayores precios en E (efecto transferencias de renta), la solución privada puede llevar a menor o mayor capacidad de transmisión que la socialmente óptima. El Resultado 8 también deja en claro que la solución a este problema no pasa por utilizar mecanismos de tarificación que traspasen parte de los costos de transmisión a los consumidores.

9. COMENTARIOS FINALES

Con un modelo sencillo de dos regiones conectadas por una línea de transmisión, este artículo ha estudiado las propiedades de tres esquemas de tarificación de la transmisión: (i) tarificación a costo medio (TCM), donde los productores de la región exportadora financian directamente la totalidad de la línea pagando un cargo variable o peaje igual al costo medio por cada unidad de energía exportada; (ii) tarificación de cargos variables (TCV), donde los consumidores y productores financian directamente la línea a través de cargos variables; y (iii) tarificación de dos partes (T2P), donde los consumidores financian directamente parte del costo de la línea a través de un cargo fijo de conexión y el resto es financiado directamente por los productores de la región exportadora a través de cargos variables. Hemos encontrado que TCM es siempre superior en términos de bienestar social a la tarificación tipo TCV y que en algunos casos T2P podría ser superior a TCM.

Los resultados anteriores descansan sobre el supuesto de que los mercados de generación en ambas regiones poseen bolsas de energía en competencia, o alternativamente, que están regulados a través de una tarificación eficiente, lo cual no necesariamente ocurre en la práctica. Un claro ejemplo de esto último es lo que se observaba en Chile en 2003 en el tramo que une Temuco y Charrúa donde los precios regulados (precios de nudo) no reflejaban la congestión del sistema de transmisión (bajo una tarificación nodal eficiente los precios de nudo serían más altos en Temuco). Debido a que esta distorsión de precios disminuye los incentivos a que el ente transmisor y los generadores en la región exportadora coordinen inversión en transmisión,³⁹ es perfectamente posible que una tarificación a costo medio no logre incentivar inversiones que son socialmente eficientes. Más aún, bajo una tarificación tipo TCV o T2P, es posible que esta misma inversión se realice, ya que parte de sus costos serían financiados directamente por los consumidores, y es posible que se alcance un mayor bienestar.

³⁹En un contexto general, omitir la presencia de congestión implica que la diferencial de precios regulados entre ambas regiones sea v_2 en vez del nivel eficiente de $v = v_1 + v_2$. Este menor diferencial lleva a mayores precios en la región exportadora y menores en la región importadora.

Sin embargo, esta observación no debe interpretarse como un respaldo a esos esquemas tarifarios. Todo lo contrario, debe interpretarse como un llamado a mejorar la fijación de precios de nudo de modo que reflejen adecuadamente los costos de operación, pérdida y congestión de la línea (i.e., adoptar una tarificación nodal eficiente, en este caso). En la eventualidad que estas mejoras en la tarificación del precio de la energía no sean implementadas o que el regulador decida finalmente traspasar parte del financiamiento de las líneas directamente a los consumidores, los resultados de este artículo muestran que la mejor forma de hacerlo es a través de una tarificación de dos partes y no a través de una tarificación TCV.

En otro de los resultados del artículo encontramos que frente a un mecanismo descentralizado de planificación de la capacidad o momento de construcción de la línea (i.e., coordinación privada entre productores de la región exportadora y transmisor), ningún esquema de tarificación asegura la implementación del tamaño óptimo-social de la línea (aun cuando la tarificación a costo medio es el esquema que produce las menores distorsiones). Sin duda que el tema acerca de los mecanismos para lograr una eficiente expansión del sistema está lejos de estar resuelto (Joskow, 2000; Joskow y Tirole, 2003; Vogelsang, 2001). Aunque los resultados aquí presentados sugieren que algún grado de planificación centralizada del sistema puede traer aumentos de bienestar, no es posible ser más preciso sin antes analizar en más detalle los requisitos y disponibilidad de información del regulador y los incentivos de éste último a actuar en forma oportunista.

Otra forma de presentar el resultado central de este trabajo es que identifica la forma eficiente de tarificar la energía eléctrica cuando un grupo de generadores utiliza en común una infraestructura con economías de escala, que afecta la localización de los generadores y de los grandes clientes. En este caso se encuentra que lo más eficiente es fijar los precios (a nivel horario y nudo) sobre la base del costo marginal de cada generador, sumando los cargos acordados por los generadores usuarios con el proveedor de la infraestructura de uso común, divididos por la producción de energía de cada generador usuario. Esta forma de incorporar los peajes de transmisión, que equivale a nuestra tarificación a costo medio (TCM) resulta ser socialmente superior a otras opciones, como traspasar directamente a los consumidores parte del costo de transmisión, ya sea en la forma de un cargo variable (TCV). La opción de tarifas de dos partes (T2P) también es dominada cuando la eficiencia en la localización es la consideración de mayor magnitud. En suma, los resultados de este trabajo se aplican también para tarificar gasoductos y plantas de regasificación de gas natural licuado, pues en esos casos los costos de localización son también significativos.

REFERENCIAS

- Borenstein, S., J. Bushnell y S. Stoft (2000), The competitive effect of transmission capacity in a deregulated electricity industry, *RAND Journal of Economics* 31: 294-325.
- CNE (2003), Propuesta de Asignación de Pagos de Peajes en Sistema Troncal, Documento de trabajo para la discusión legislativa, Comisión Nacional de Energía, Santiago, enero.
- Canales, D. (2003), Experiencia internacional en la regulación de la transmisión eléctrica, Borrador, Depto. Ingeniería Eléctrica, PUC, enero.
- Coloma, F. y S. Valdés (1997), Tarificación Eléctrica en presencia de economías de escala: diferenciación horaria, *Cuadernos de Economía* 34: 189-215.
- Galetovic, A. (2002a), Transmisión y la ley corta, Documento de trabajo, CEA-Universidad de Chile, noviembre.
- Galetovic, A. (2002b), Transmisión eléctrica y la “ley corta”: Una nota sobre riesgo y la tasa de descuento, *Estudios de Economía* 29: 299-326.
- IEA (2001), *Competition in Electricity Markets*, Preparado por la International Energy Agency, Paris, Francia.
- Joskow, P. (2000), Deregulation and regulatory reform in the U.S. Electric power sector, In S. Peltzman and C. Winston (Eds.), *Deregulation of Network Industries: What's Next*, Brooking Institution Press, Washington, DC.
- Joskow, P. y J. Tirole (2000), Transmission rights and market power on electricity networks, *RAND Journal of Economics* 31: 450-487.
- Joskow, P. y J. Tirole (2003), Merchant transmission investment, NBER Working paper 9534, Cambridge, MA.
- Laffont y J. Tirole (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press, Cambridge, MA.
- Ley Corta (2002), Proyecto de Ley I: Modificación del DFL 1/82, Borrador, Santiago, mayo (con observaciones hasta septiembre).
- Montero, J.-P. y H. Rudnick (2000), Precios eléctricos flexibles, *Cuadernos de Economía* 38: 91-109.
- Rudnick, H. and R. Raineri (1997), Transmission pricing practices in South America, *Utilities Policy* 6: 211-218.
- Schweppe, F.C., M.C. Caramanis, R.D. Tabors and R.E. Bohn (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, Boston, MA.
- Vogelsang, I. (2001), Price regulation for independent transmission companies, *Journal of Regulatory Economics* 20: 141-165.